Estudio de Pre Operatividad

“Demanda del Proyecto de la Línea de Transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel”

IT01: Resumen Ejecutivo

2.0	25/01/2025	APROBACIÓN	EEGALOC	EEGALOC	EEGALOC
1.0	22/10/2024	APROBACIÓN	EEGALOC	EEGALOC	EEGALOC
Vers.	**Fecha**	**Emitido Para**	**Por**	**Revisado**	**Aprobado**
Documento Nro.		**EEG-014-2024-IT01 EPO San Gabriel-Carga_RE**			
Cliente					

Estudio de Pre Operatividad
"Demanda del Proyecto de la Línea de Transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel"
IT01: Resumen Ejecutivo

Índice General

1. INTRODUCCIÓN 3
1.1. ANTECEDENTES 3
1.2. OBJETIVOS 4
1.3. ALCANCES 4
1.4. NORMATIVAS DE REFERENCIA 4
1.5. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO 5
1.6. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y ELÉCTRICA DEL PROYECTO 5
1.7. PUNTO DE CONEXIÓN AL SEIN 6
1.8. DEMANDA 7
2. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO 8
2.1. CONCLUSIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN ESTADO ESTACIONARIO 8
2.2. CONCLUSIONES CORTOCIRCUITO 10
2.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 11
2.4. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS 13
3. ANEXOS 15

Índice de Figuras

Figura 1. Cronograma del Proyecto 5
Figura 2. Localización 6
Figura 3. Punto de conexión al SEIN (Configuración: Año 2025) 7

Estudio de Pre Operatividad

"Demanda del Proyecto de la Línea de Transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel"

IT01: Resumen Ejecutivo (RE)

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Consorcio Energético de Huancavelica S.A (en adelante CONENHUA), es una empresa que forma parte del grupo Buenaventura dedicada a las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica; dentro de ello, en el distrito de Ichuña, en la región Moquegua se viene realizando el desarrollo del Proyecto "Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel".

Con carta COES/D/DP-474-2024, con fecha 21 de mayo de 2024, el COES emite la conformidad al Estudio de Pre-Operatividad para la conexión al SEIN de la Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel, que contemplaba como fecha de ingreso al año 2025.

El presente documento desarrolla los análisis eléctricos del Estudio de Pre Operatividad (EPO) del proyecto "Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel" tomando en cuenta el alcance para el desarrollo de un nuevo EPO remitido por el COES con carta COES/D/DP-474-2024, con fecha 21 de mayo de 2024, la información referencial publicada por el COES para EPOs (https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO), el Diagnóstico Operativo del Plan de Transmisión 2025-2034 y los proyectos en el área sur del SEIN.

CONENHUA ha contratado a la empresa Estudios Eléctricos Galoc EIRL para la elaboración del Estudios de Pre Operatividad para el ingreso de la Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel.

1.2. OBJETIVOS

Presentar la descripción técnica del Proyecto "Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel" y presentar las conclusiones de los estudios eléctricos que permita la interconexión del Proyecto al SEIN.

1.3. ALCANCES

En el presente documento se incluye:

- **Generalidades:** Antecedentes, ubicación (coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión, etc.)
- **Descripción de las instalaciones construidas**: subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, sistemas de protección, comunicaciones, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Sistema Proyectado.
- Conclusiones de los Estudios de Diseño del Sistema Proyectado.
- Unifilar del Sistema Proyectado.

1.4. NORMATIVAS DE REFERENCIA

Para el desarrollo del estudio se toma las siguientes normas como referencia:

- Procedimiento Técnico Nro. 20 del Comité de Operación Económica del SEIN (PR-20)
- Procedimiento técnico Nro. 8 del comité de Operación Económica del SEIN (PR-08)
- Norma Técnica para Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

1.5. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

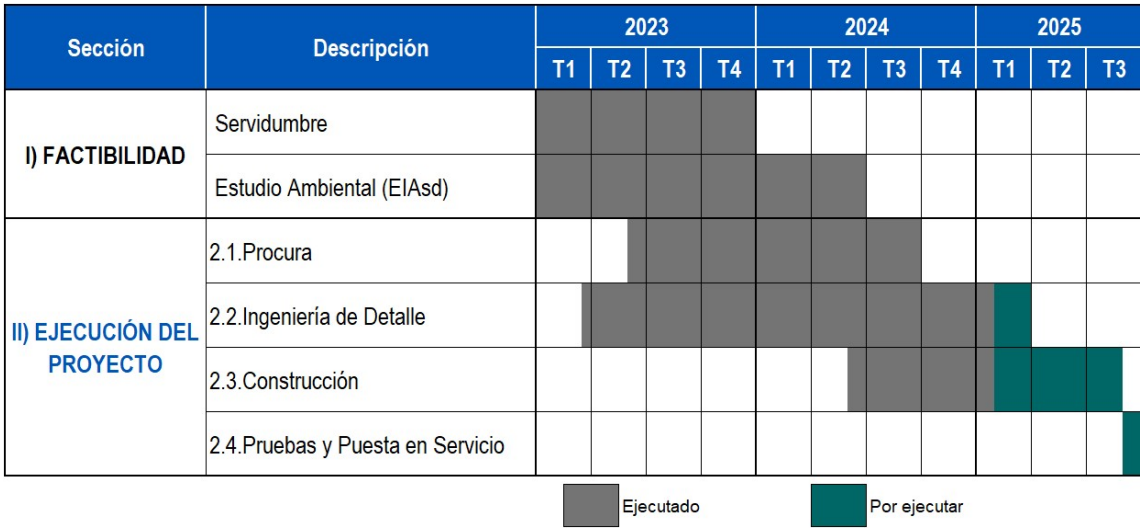

Figura 1. Cronograma del Proyecto

1.6. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y ELÉCTRICA DEL PROYECTO

La Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel, se ubicará geográficamente en el departamento de Moquegua, provincia de General Sánchez Cerro, distrito de Ichuña (ver Figura 1), la cual se conectará al sistema por medio de la S.E. San Gabriel de 220 kV.

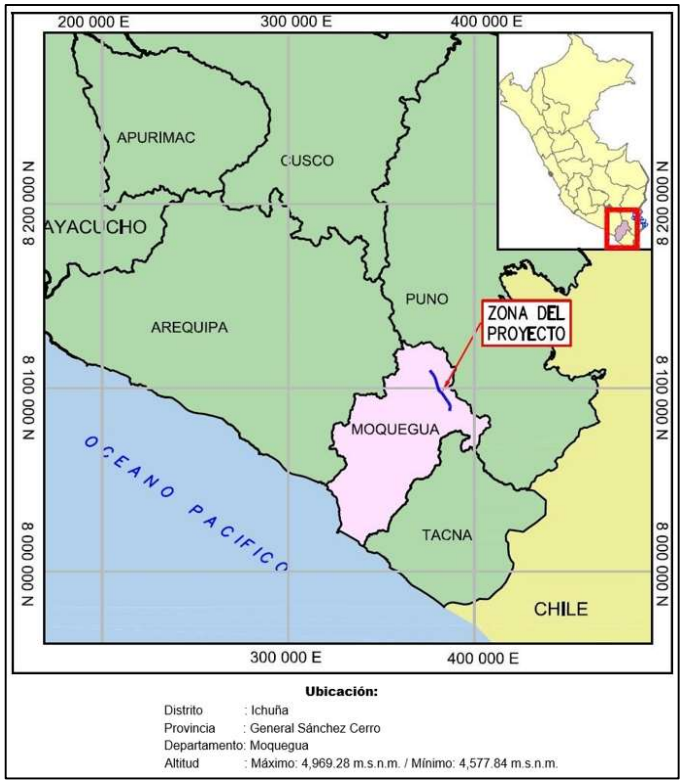

Figura 2. Localización

1.7. PUNTO DE CONEXIÓN AL SEIN

La Demanda del proyecto de la línea de transmisión 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel se conectará al SEIN por medio de la subestación Eléctrica San Gabriel la cual contempla (01) transformador elevador, relación de transformación 220/22.9/10 kV de 50-62.5/50-62.5/15-20.1 MVA, del tipo de enfriamiento ONAN/ONAF. Además, en 22.9 kV presenta una configuración de barra simple.

El diagrama unifilar del Sistema Eléctrico del punto de conexión se presenta en el **Anexo A**, el misma que de forma simplificada se muestra en la Figura 3.

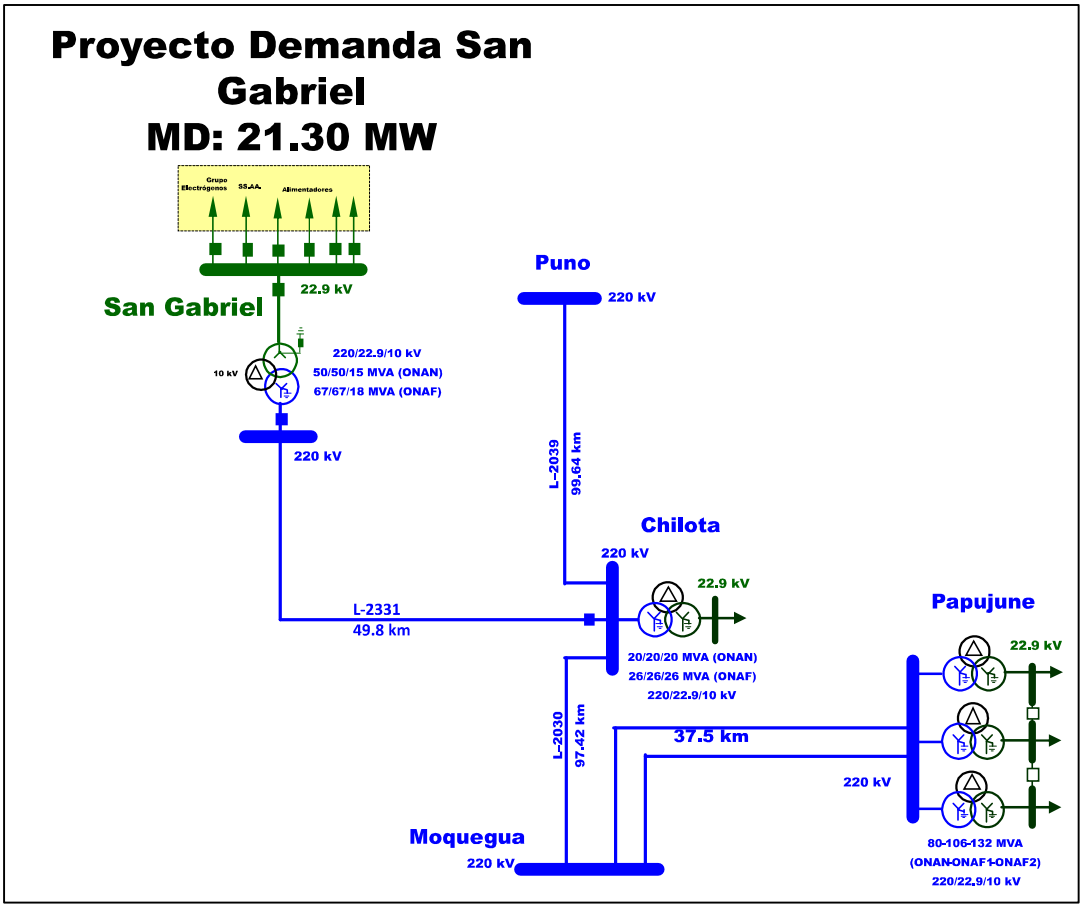

Figura 3. Punto de conexión al SEIN (Configuración: Año 2025)

1.8. DEMANDA

La demanda se describe en la memoria descriptiva de la ingeniería, a nivel de la barra de 22.9 kV de la S.E. San Gabriel se estima 21.30 MW. Asimismo, el proyecto considera la instalación de bancos de compensación distribuida. En la tabla se muestra el resumen.

1.0	**Datos de la Carga**	
1.1	Factor de potencia ≥ 0.98 (En el Punto de Conexión)	Si
1.2	Demanda	21.30 MW
2.0	**Banco de Compensación**	
2.1	Potencia	25x0.054 Mvar
2.2	Compensación y Filtros Armónicos	Si

2. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO

2.1. CONCLUSIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN ESTADO ESTACIONARIO

Operación Normal – Caso Base:

Perfil de tensión

La barra de 220 kV de la S.E. San Gabriel tendrá una tensión de operación de 227 kV por el cual en valores por unidad con una tensión base de 220 kV es mayor a 1 p.u. En las demás barras las tensiones se mantienen y en algunas barras se disminuye levemente sin agravar las condiciones de operación sin el Proyecto (S.E. Los Héroes de 220 kV en el escenario de estiaje media del año 2027).

Por otro lado, para el caso Con Proyecto, el perfil de tensión de las barras del área de influencia se encuentra dentro de las tolerancias admisibles [0.975-1.025 p.u.].

Cargabilidad por las líneas de transmisión

Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad de las líneas no sobre pasan el límite de su capacidad (100%).

Cargabilidad por los transformadores

Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad de los Transformadores no sobre pasan el límite de su capacidad (100%).

Operación ante Contingencias – Caso Base:

En la tabla se muestra las contingencias analizadas:

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	Montalvo - Moquegua (220 kV)	L-2057	✓	✓
C02	LT Chilota – Moquegua (220 kV)	L-2030	✓	✓
C03	LT Chilota – Puno (220 kV)	L-2039	✓	✓
C04	LT Puno – San Román (220 kV)	L-2040	✓	✓
C05	LT San Román – Pumiri (220 kV)	L-2041	✓	✓
C06	LT Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025	✓	✓
C07	Autotransformador de S.E. Puno (220/138 kV)	AT-1	✓	✓
C08	Autotransformador de S.E. Montalvo (500/220kV)	AUT-5671	✓	✓
C09	Falla doble LL. TT. Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025/L-2026	✓	✓

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C10	Autotransformador de Yarabamba AT104-523	AT104-523	✓	✓

Del análisis de flujo de carga en estado estacionario en condición (N-1) se concluye que:

- Ante la **Contingencia 01**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 p.u.], la cargabilidad por las líneas de transmisión es menor al 120% de su capacidad, excepto las líneas paralelas L-2025/L-2026. Por otro lado, la cargabilidad por los transformadores se encuentran dentro de su capacidad (100%), salvo del autotransformador AUT104-523 de la S.E. Yarabamba.

  Por lo tanto, ante esta contingencia se implementará un **Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC)**, cuya necesidad será evaluada y validada en el Estudio de Operatividad. Asimismo, la incorporación del "Segundo transformador en la subestación Montalvo 500/220 kV y el enlace 220 kV Montalvo – Moquegua", incluido en la "**Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030**", contribuirá a mitigar las sobrecargas con el cual ya no será necesario el esquema.
- Ante la **Contingencia 08**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 p.u.], la cargabilidad por las líneas de transmisión es menor al 120% de su capacidad, excepto las líneas paralelas L-2025/L-2026. Por otro lado, la cargabilidad por los transformadores se encuentran dentro de su capacidad (100%). Por lo tanto, ante esta contingencia se implementará un **Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC)**, cuya necesidad será evaluada y validada en el Estudio de Operatividad. Asimismo, la incorporación del "Segundo transformador en la subestación Montalvo 500/220 kV y el enlace 220 kV Montalvo – Moquegua", incluido en la "**Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030**", contribuirá a mitigar las sobrecargas con el cual ya no será necesario el esquema.
- Ante las contingencias **02, 03, 04, 05, 06, 07** y **09**, el perfil de tensión se sitúa dentro del rango establecido [0.90-1.075 p.u.], y las cargas en las líneas y transformadores permanecen por debajo del 120% y 100% de su capacidad, respectivamente.
- Ante la **Contingencia 10**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 p.u.], la cargabilidad por las líneas de transmisión es menor al 120% de su capacidad, excepto la línea L-2057 (Montalvo - Moquegua). Por otro

lado, la cargabilidad por los transformadores se encuentran ligeramente superior a su capacidad (100%). Por lo tanto, ante esta contingencia se implementará un **Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC)**, cuya necesidad será evaluada y validada en el Estudio de Operatividad. Asimismo, la incorporación del "Segundo transformador en la subestación Montalvo 500/220 kV y el enlace 220 kV Montalvo – Moquegua", incluido en la "**Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030**", contribuirá a mitigar las sobrecargas con el cual ya no será necesario el esquema.

Operación Normal – Caso Adicional con C.S. Lupi

Los resultados encontrados para el perfil de tensión, se mantienen similares a los valores hallados en el Caso Base. Por otro lado, es necesario mencionar que el incremento de cargabilidad en el extremo Moquegua – Lupi, responde al aporte de generación de la C.S. Lupi, manteniéndose la cargabilidad por debajo del 100% de su capacidad.

Operación ante Contingencias – Caso Adicional con C.S. Lupi

Las contingencias analizadas en el caso Base no tienen un impacto negativo para el tercer año de análisis (2027), puesto que ya se dispondría del segundo circuito de 220 kV Montalvo – Moquegua de 220 kV. Sin embargo, se realiza una variación de la contingencia 02.

- **C02: Desconexión de la línea L-2030 (extremo Lupi – Moquegua) de 220 kV**

Esta contingencia ofrece un incremento de cargabilidad por el extremo Lupi – Chilota, debo a la generación de la central solar Lupi, por tal motivo ante esta contingencia, se debe tratar con el esquema de reducción de generación propuesto por la C.S. Lupi.

Sincronización del enlace Moquegua – Chilota– Puno:

Para cerrar el anillo Moquegua – Chilota – Puno, desde el punto de vista de la diferencia de ángulo, para la condición de sincronismo es en el enlace Chilota – Puno. Desde el punto de vista del nivel de tensiones es mejor cerrar el enlace en la S.E. Puno.

2.2. CONCLUSIONES CORTOCIRCUITO

1. El nivel de corriente de cortocircuito en las barras del área de influencia al Proyecto no afecta de manera negativa a la operación de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

2. Los cálculos de corriente de cortocircuito se encuentran por debajo de la capacidad de ruptura ante las diferentes simulaciones, además, nos sirven para verificar el correcto dimensionamiento de los equipos de la subestación del Proyecto.
3. Con el ingreso de la carga en la Subestación Eléctrica San Gabriel, se observa que no tiene influencia en los niveles de cortocircuitos de las barras analizadas. Tal como se muestra en la siguiente tabla.

Nombre DIgSILENT	Barras	Tensión de Operación / Nominal (kV)	Capacidad de Ruptura (kA)	Fases		Tierra		Incremento	
				Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Fase (Icc)	Tierra (3*I0)
CHILOTA 220A	Chilota	220	31.5	7.50	7.50	0.25	0.25	0.00	0.00
San Gabriel220	San Gabriel	220	40	2.51	2.51	2.34	2.34	0.00	0.00
San Gabriel22.9		22.9	25	9.68	9.68	0.50	0.50	0.00	0.00

2.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

1. Con la finalidad de evaluar el impacto del proyecto San Gabriel sobre la estabilidad del SEIN se realizó lo siguiente:
   - Fallas trifásicas al 1% y 99% en las siguientes líneas:

Fallas al 1 y 99%				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	Montalvo - Moquegua (220 kV)	L-2057	✓	✓
C02	LT Chilota – Moquegua (220 kV)	L-2030	✓	✓
C03	LT Chilota – Puno (220 kV)	L-2039	✓	✓
C04	LT Puno – San Román (220 kV)	L-2040	✓	✓
C05	LT San Román – Pumiri (220 kV)	L-2041	✓	✓
C06	LT Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025	✓	✓
C09	Falla doble LL. TT. Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025/L-2026	✓	✓

   - Desconexión de los siguientes transformadores/autotransformadores:

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C07	Autotransformador de S.E. Puno (220/138 kV)	AT-1	✓	✓
C08	Autotransformador de S.E. Montalvo (500/220kV)	AUT-5671	✓	✓
C10	Autotransformador de S.E. Yarabamba (500/220kV)	AT104-523	✓	✓

   - Falla monofásica al 1 y 99% con recierre exitoso en las líneas:

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	Montalvo - Moquegua (220 kV)	L-2057	✓	✓

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C02	LT Chilota – Moquegua (220 kV)	L-2030	✓	✓
C03	LT Chilota – Puno (220 kV)	L-2039	✓	✓
C04	LT Puno – San Román (220 kV)	L-2040	✓	✓
C05	LT San Román – Pumiri (220 kV)	L-2041	✓	✓
C06	LT Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025	✓	✓
C09	Falla doble LL. TT. Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025/L-2026	✓	✓

2. Para el análisis de Fallas Trifásicas en las líneas de transmisión al 1% y 99%, en las contingencias C02, C03, C04, C05, C06, C07, C09 y C10, la tensión se encuentra dentro del rango de ±10% de la tensión de operación y la cargabilidad por las líneas es menor al 120% de su capacidad. Además, la cargabilidad por los transformadores es menor al 100% de capacidad.
3. Para el análisis de Fallas Trifásicas en las líneas de transmisión al 1% y 99%, en las contingencias C01 y C08, la tensión se encuentra dentro del rango de ±10% de la tensión de operación y la cargabilidad por las líneas es menor al 120% de su capacidad, salvo las líneas L-2025 y L-2026. Además, la cargabilidad por los transformadores es menor al 100% de capacidad.

   Por lo tanto, ante estas sobrecargas se implementará un **Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC)**, cuya necesidad será evaluada y validada en el Estudio de Operatividad. Asimismo, la incorporación del "Segundo transformador en la subestación Montalvo 500/220 kV y el enlace 220 kV Montalvo – Moquegua", incluido en la "**Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030**", contribuirá a mitigar las sobrecargas.

4. Para el análisis de Fallas Monofásicas en las líneas de transmisión al 1% y 99%, para todas las contingencias la tensión se encuentra dentro del rango de ±10% de la tensión de operación y la cargabilidad por las líneas es menor al 120% de su capacidad. Además, la cargabilidad por los transformadores es menor al 100% de capacidad.
5. En la siguiente tabla se resumen los Tiempos Críticos de Despeje de Falla (TCDF) ante una falla trifásica en la barra de 220 kV de la S.E. Chilota calculado en los diferentes escenarios:

Año	Escenario	Tiempo crítico de despeje de falla (ms)
2025	2025_AvMax	>1000

Año	Escenario	Tiempo crítico de despeje de falla (ms)
	2025_AvMed	>1000
	2025_AvMin	>1000
	2025_EsMax	>1000
	2025_EsMed	>1000
	2025_EsMin	>1000
2027	2027_AvMax	>1000
	2027_AvMed	>1000
	2027_AvMin	>1000
	2027_EsMax	>1000
	2027_EsMed	>1000
	2027_EsMin	>1000

Las simulaciones para determinar el tiempo crítico de despeje de falla se realizaron en todos los escenarios de estudio del año 2025 y 2027. El cual se evidencio que el tiempo critico es mayor a 1000 ms.

2.4. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS

1. Para la evaluación se dispone de mediciones de las barras de 220 kV de la subestación Chilota desde las 11:40 am del 11-07-2024 hasta las 11:30 am del 18-07-2024.
2. La barra de 220 kV de la S.E. Chilota no dispone de tensión de referencia por el cual se considera 227 kV el cual representa una tensión intermedia entre la tensión de la barra de Puno (230 kV) y Moquegua (224 kV). Con la tensión de referencia de 227 kV la tensión de operación se encuentra en ±2.5% de la tensión de referencia. Por lo tanto, la tensión de referencia de 227 kV se considera adecuado.
3. Los armónicos de mayor magnitud son los 5to, 7mo y 11avo armónico las cuales se sintoniza en la base de datos con la finalidad de evaluar el impacto que origina el Proyecto hacia el SEIN. En la tabla se muestra el promedio de los niveles de armónicos de toda la campaña de medición. Además, el proyecto no tiene influencia en los armónicos múltiplo de 3, debido a que los transformadores en media tensión tienen un grupo de conexión DYn.

Tensión Armónica	Promedio por fases [%]			Promedio [%]
	R	S	T	
U5	0.514	0.600	0.474	0.529

Tensión Armónica	Promedio por fases [%]			Promedio [%]
	R	S	T	
U7	**0.560**	**0.485**	**0.522**	**0.522**
U11	**0.111**	**0.091**	**0.106**	**0.103**
U13	0.083	0.051	0.054	0.063
U17	0.027	0.026	0.029	0.028
U19	0.023	0.022	0.022	0.022
U23	0.021	0.020	0.021	0.020
U25	0.031	0.030	0.032	0.031
U29	0.017	0.018	0.017	0.017
U31	0.021	0.021	0.022	0.022
U35	0.040	0.035	0.041	0.039
U37	0.048	0.043	0.045	0.045

4. El promedio de la medición de armónicos se utilizó para sintonizar a la base de datos el del escenario 2025-Ave-Med en el caso sin Proyecto. En la tabla se muestra el límite, el promedio de las mediciones y los valores simulados en el periodo de avenida 2025, cuyos resultados son coherentes a las mediciones.

Escenario	Límite	Medición (Promedio)	Escenarios simulados (sintonizado al escenario 2025-Ave-Med)		
			2025-Ave-Max	2025-Ave-Med	2025-Ave-Min
HD5	2	0.5293	0.5341	0.5840	0.5791
HD7	2	0.5224	0.5982	0.5192	0.5823
HD11	1.5	0.1029	0.0884	0.1030	0.0988
HD13	1.5	0.0630	0.0525	0.0643	0.0698
HD17	1	0.0275	0.0889	0.0292	0.0744
HD19	1	0.0223	0.0316	0.0228	0.0248
HD23	0.7	0.0204	0.0197	0.0207	0.0161
HD25	0.7	0.0307	0.0306	0.0333	0.0050
HD29	0.186	0.0173	0.0068	0.0181	0.0164
HD31	0.181	0.0215	0.0331	0.0218	0.0260
HD35	0.171	0.0385	0.0326	0.0368	0.0461
HD37	0.168	0.0452	0.0544	0.0437	0.0387

5. El proyecto dispone de compensación reactiva capacitiva distribuida en 480 V con una frecuencia de sintonización de 218.97 Hz.
6. Los niveles de armónicos en las barras de 22.9 y 220 kV de la San Gabriel se encuentran dentro de la tolerancia de la NTCSE.

7. Los niveles de armónicos en la barra de 220 kV de la S.E. Chilota se encuentran dentro de la tolerancia de la NTCSE. Por lo tanto, el proyecto no afectará la operación del área de influencia.

3. ANEXOS

Anexo A: Diagrama unifilar del Proyecto

Anexo B: Cronograma del Proyecto.

Anexo C: Lista de Equipamiento y Características Técnicas Aprobadas.